

Broj: 22/1359-16

Podgorica, 29.04.2022. godine

IZVJEŠTAJ SA JAVNE RASPRAVE

„Crnogorski elektroprenosni sistem“ AD Podgorica (u daljem tekstu: CGES) je Regulatornoj agenciji za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (u daljem tekstu: Agencija) 04.04.2022. godine dostavio Nacrt plana razvoja prenosnog sistema Crne Gore 2023-2032 (u daljem tekstu: Plan razvoja). Agencija je, u skladu sa članom 9 stav 3 Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije (“Službeni list Crne Gore”, broj 51/21) (u daljem tekstu: Pravila), 5. aprila 2022. godine dala na javnu raspravu predmetni akt i uputila javni poziv svim zainteresovanim subjektima, da se uključe u javnu raspravu, davanjem mišljenja, primjedbi, komentara i sugestija, i time daju doprinos donošenju kvalitetnog akta u skladu sa Zakonom o energetici (“Službeni list Crne Gore”, br. 05/16, 51/17, 82/20 i 29/22) (u daljem tekstu: Zakon). Javna rasprava je trajala do 27. aprila 2022. godine.

Primjedbe i sugestije su u ostavljenom roku dostavili „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić (u daljem tekstu: EPCG), „Crnogorski elektrodistributivni sistem“ DOO Podgorica (u daljem tekstu: CEDIS), Copenhagen Green Energy A/S i Sekretarijat Energetske Zajednice.

I. MIŠLJENJA, PRIMJEDBE I SUGESTIJE EPCG

“1. Potreba usaglašenosti Plana razvoja prenosnog sistema u dijelu koji se odnosi na rekonstrukciju 110 kV DV Nikšić - Bileća i TS 110/35 kV Vilusi sa dopunjenim dinamičkim planom ulaska u pogon novih proizvodnih objekata koji se priključuju na navedeni dalekovod (dopuna se odnosi na SE Krupac - 25 MW).

Obrazloženje:

U Nacrtu Plana razvoja prenosnog sistema definisana je dinamika ulaska u pogon novih proizvodnih kapaciteta (strana 41-42 Nacrta Plana). Tri buduća proizvodna objekta za koje je potencijalni investitor EPCG planirano je da se priključe na TS 110/35 kV Vilusi i 110 kV DV Nikšić

- Vilusi:

- SE Vilusi I (snaga 30 MW, godišnja proizvodnja 45 GWh) 2024. godina,
- SE Slano (snaga 39 MW (50 MWp) godišnja proizvodnja 60 GWh) 2023. godina,
- SE Dragalj/Vilusi II (snaga 80-150 MW, godišnja proizvodnja 140 GWh) 2026. godina.

Pored navedenih objekata EPCG predlaže da se isti dopuni sa:

- SE Krupac (snaga 25 MW, godišnja proizvodnja 30 GWh) 2024. godina,

Povoljna konfiguracija i orijentacija terena, uz sjevernu i sjeverozapadnu obalu Krupačkog jezera, koje je u vlasništvu EPCG, omogućila je razmatranje opcije izgradnje SE Krupac. Uvidom u katastarske podloge konstatovano je da katastarske parcele na predmetnoj lokaciji, koje su u vlasništvu EPCG, omogućavaju izgradnju solarne elektrane snage do 25MW. EPCG je kod nadležnog Sekretarijata opštine Nikšić pokrenula inicijativu da se, u okviru aktuelne izmjene PUP-a Opštine Nikšić, razmotri mogućnost namjene identifikovanih parcela za izgradnju solarne elektrane.

S obzirom da je mogućnost priključenja ovog objekta obrađena u dokumentu „Analiza mogućnosti priključenja solarnih elektrana na teritoriji zapadnog dijela opštine Nikšić“ (obrađivač Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o Beograd, 2022. godine, a naručilac EPCG), to je u predmetni Plan potrebno uvrstiti mogućnost i način priključenja SE Krupac (25 MW) kao projekat čije je priključenje planirano u 2024. godini. Predmetna Analiza prethodno je dostavljena obrađivaču Plana (CGES-u).

Na strani 34 u tabeli: „Tabela 4-6: Pregled potrebnih intervencija na postojećim elementima CGES“ u dijelu koji odnosi na potrebne intervencije na postojećim elementima čiji je početak realizacije planiran u toku prvog regulatornog perioda, ili čija je realizacija započeta prije perioda na koji se Plan odnosi stoji: „Rekonstrukcija dijela DV110kV Nikšić - Bileća (Vilusi) god. početka 2020. - god. završetka 2022., dok u dijelu tabele Potrebne intervencije na postojećim elementima čiji je početak realizacije planiran nakon prvog regulatornog perioda stoji: „Rekonstrukcija DV 110kV Nikšić - Bileća (Vilusi)“ - godina realizacije nakon 2025.

Na strani 51 Nacrta plana stoji: „Neophodno je riješiti problem T-spoja u TS Vilusi, uključujući rekonstrukciju trafostanice sa pripadajućim dalekovodima (dalekovodi Cu 120 mm² prenosne moći

76 MVA), što je predviđeno kroz projekat izgradnje DV 110kV Vilusi - H.Novi”.

Imajući u vidu da se u nacrtu Plana pominju tri moguća termina rekonstrukcije 110 kV DV Nikšić - Bileća i TS 110/35 kV Vilusi, postavlja se ključno pitanje: Da li je priključenje SE „Slano” i SE “Vilusi 1” uslovljeno prethodnom rekonstrukcijom TS 110/35 kV Vilusi i 110 kV DV Nikšić - Bileća. Ukoliko je odgovor potvrđan nameće se potreba da se dinamički plan rekonstrukcije TS 110/35 kV Vilusi i 110 kV DV Nikšić-Bileća uskladi sa planiranim ulaskom u pogon SE „Slano” i SE “Vilusi 1”.

2. Predloženi način i dinamika realizacije Projekata razvoja prenosnog sistema u dijelu rješavanja problema plasmana snage i energije na potezu Perućica - Podgorica nakon izgradnje VE Gvozd i ugradnje osmog agregata u HE Perućica može u pojedinim radnim režimima ograničiti proizvodnju novopriključenih elektrana u periodu od 2024. do 2026. godine tj. do ulaska u pogon TS 400/110 Brezna.

Obrazloženje:

Ažuriranim planom razvoja prenosnog sistema Crne Gore 2020-2029. godina u poglavlju “7.3.11.2 Problem visokog angažovanja HE Perućica i VE Krnovo i Gvozd” navedeno je:

“Problem koji je uočen pri punom angažovanju HE Perućica, VE Krnovo i VE Gvozd javlja se i nakon rekonstrukcije DV 110kV Perućica-Danilovgrad-Podgorica (nakon ulaska u pogon G8 HE Perućica), se može riješiti na jedan od sljedećih načina:

- U cilju rasterećenja pomenutog pravca, potrebno je završiti projekat rekonstrukcije TS Vilusi i izgradnju DV 110 kV Vilusi - Herceg Novi.
- Ugradnja phase-shift transformatora u HE Perućica, ili još jednog transformatora 150MVA, uz istovremeno sekcionisanje sabirnica 110 kV i odvajanje G6 i G7 na 220kV naponski nivo (u slučaju ulaska u pogon G8 potrebno bi bilo ugraditi dva transformatora po 250MVA kako bi se ispunio “n-1” kriterijum sigurnosti).“

Ovakav koncept sadržan je i jednom od „Elaborata o priključenju VE Gvozd na prenosni sistem Crne Gore” (verzija od septembra 2019. godine).

Dakle, prethodnim „Ažuriranim planom razvoja prenosnog sistema 2020.-2029. godine” kao i u nekim od verzija „Elaborata o priključenju VE Gvozd na prenosni sistem Crne Gore” kao mogućnosti za eliminisanje preopterećenja postojećih 110 kV DV Perućica-Danilovgrad - Podgorica bila je predviđena ugradnja phase-shift transformatora 110/220 kV u HE Perućica ili izgradnja 110 kV DV 3

Herceg Novi - Vilusi. U aktuelnom nacrtu Plana razvoja prenosnog sistema za period 2023.-2032. godina ne tretira se ugradnja phase-shift transformatora 110/220 kV u HE Perućica a završetak izgradnje 110 kV DV se planira nakon planiranog ulaska u pogon novih izvora EPCG . S tim u vezi postavljaju se sledeća pitanja:

- 1) Da li se odustalo od ugradnje "phase-shift" transformatora 110/220 kV u HE Perućica u narednom desetogodišnjem periodu?*
- 2) Kako je navedenim nacrtom Plana razvoja prenosnog sistema za period 2023.-2032. godine (strana 70) planiran završetak izgradnje 110 kV DV Herceg Novi - Vilusi posle 2026. godine, postavlja se pitanje da li ovako planirana dinamika izgradnje 110 kV DV može dovesti u pitanje planirane rokove izgradnje: Agregat A-8 u HE „Perućica“ (planirani ulazak u pogon 2024. godine), VE „Gvozd“ (planirani ulazak u pogon 2023. godine), SE „Vilusi I“ (planirani ulazak u pogon 2024.) i SE „Slano“ (planirani ulazak u pogon 2023. godine).*

Imajući u vidu gore navedene činjenice, smatramo neophodnim da se nacrt Plana razvoja prenosnog sistema za period 2023.-2032. usaglasi sa planiranim terminima ulaska u pogon budućih proizvodnih objekata.

3. U Planu nedostaje detaljan opis priključenja novih proizvodnih projekata

U Nacrtu Plana razvoja prenosnog sistema, u poglavlju 6.3.1 Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema navedeno je koji su to planirani proizvodni objekti, ali nije dat opis (glavne karakteristike) elektrana i način priključenja istih, kako je to bila praksa u prethodnim Planovima razvoja prenosnog sistema.

Da li je neophodno isto priložiti i u predmetnom nacrtu?

4. Snaga VE Gvozd

U Tabeli 5-4: Spisak proizvodnih objekata do 2025.godine, umjesto instalisane snage VE Gvozd 54 MW, treba unijeti snagu 54,6MW."

II. MIŠLJENJA, PRIMJEDBE I SUGESTIJE CEDIS¹

- „1. CEDIS je tokom 2018. godine dostavio primjedbe na Plan razvoja prenosne mreže Crne Gore 2019 - 2028. godina, među kojima je navedeno da se zahtijeva proračun struja kratkog spoja i njihova analiza i u tačkama priključenja elektrodistributivnih objekata (prilog 1). U navedenim primjedbama je dato i obrazloženje ovog zahtjeva. Kako je Obradivač Nacrta Plana razvoja prenosnog sistema električne energije za period 2023 - 2032. godine postupio na isti način kao i u prethodnom Planu, CEDIS ostaje pri istim primjedbama i obrazloženjima.*
- 2. Dodatno, CEDIS je tokom 2020. godine dostavio Primjedbe na Proračun struja kratkih spojeva u prenosnoj mreži Crne Gore za period 2020. -2029. godina i mjere za njihovo sniženje - Konačni nacrt studije (prilog 2). CEDIS ostaje pri istim primjedbama i obrazloženjima vezano za proračune struja kratkih spojeva, pa prema tome ima i primjedbe na Nacrt Plana razvoja u tom dijelu.*
- 3. U Tabeli 4-5: Podaci o transformatorima prenosnog sistema, u Nacrtu Plana razvoja prenosnog sistema električne energije za period 2023 - 2032. godine (u daljem tekstu Plan), podaci o prenosnom odnosu transformatora se ne slažu sa podacima iz Ugovora o regulisanju međusobnih prava i obaveza na mjestu priključenja između CGES-a i CEDIS-a (u daljem tekstu sporazum). Na primjer 110/36,5/10,5 kV u Planu, 110/36,75/10,5 kV u Sporazumu).*
- 4. Tokom pripreme izrade nacrta planova razvoja prenosnog i distributivnog sistema, predstavnici CGES-a i CEDIS-a su usaglasili dinamiku izgradnje TS 110/35 kV i TS 110/10 kV. Saglasno ovom dogovoru CEDIS je planirao da će 5 trafostanica 110/x biti u pogonu do 2026. godine: Žabljak, PG 7, Buljarica, Bečići i Luštica. Nakon 2026. godine predložena je dinamika za izgradnju preostalih šest napojnih trafostanica: Igalo, Tuzi, PG 8, PG 6, Drijenak i Golubovci.*
- 5. U Nacrtu Plana CGES-a, strana 40, stoji konstatacija "procjena da je tehnički izvodljivo da se u narednih 5 godina realizuju projekti TS Podgorica 7, Žabljak i Buljarica" (izdata saglasnost od strane RAE), dok je za TS Bečići izražena obostrana spremnost (CEDIS i CGES) da projekat započne sa realizacijom već u regulatornom okviru. U Nacrtu Plana CGES-a, u Tabeli 7-1: Pregled neophodnih novih elemenata prenosne mreže i intervencije na postojećim, godina kraja*

¹ U ovaj izvještaj nijesu unijeti navodi iz dopisa CEDIS, broj 40-01-14656 od 27.04.2022. godine, koji se ne odnose na primjedbe i sugestije na Plan razvoja CGES.

realizacije TS Bečići je navedena 2027. godina, dok u istoj tabeli nije navedena realizacija TS Tuzi i TS Golubovci, pa Nacrt Plana CGES-a treba uskladiti sa dogovorenom dinamikom između predstavnika CGES-a i CEDIS-a.

- 6. U Nacrtu Plana je navedeno da je: „U cilju pouzdanog i sigurnog napajanja pojedinih područja potrebno izvršiti zamjenu postojećih transformatora sa jedinicama veće snage u trafostanicama 110/35 Ulcinj, 110/10 PG4 i 110/35 Budva“. Smatramo da bi bilo dobro uključiti i TS 110/35 Tivat, gdje je T1 instalisane snage 20 MVA. Bilo kakav veći problem na transformatoru T2 (63 MVA), dovodi nas u nezgodnu situaciju u najvećem dijelu godine.*
- 7. U odnosu na navedeno u gornjem stavu, smatramo da se u TS PG 4 110/10 kV ne smije povećati snaga transformatora zbog struja kratkih spojeva.*
- 8. Mjesto razgraničenja CEDIS-a i CGES-a su provodni izolatori 35kV kod transformatora 110/35kV, odnosno izolatori provodni izolatori, te je potrebno da u Planu razvoja stoje struje kratkog spoja i da se CEDIS-u dostave podaci o strujama kratkog spoja na mjestu razgraničenja, a ne na 110kV strani transformatora.*
- 9. U Planu razvoja CGES-a od 2023 do 2032. godine navedeno je: "Istovremeno, potrebno je istaći da se povećanjem snage transformacije, povećavaju i struje kratkih spojeva na niženaponskoj strani transformatora i odgovarajućim sabirnicama u distributivnoj mreži, pri čemu je potrebno predvidjeti dodatne mjere u cilju zaštite opreme na srednjenaponskoj i niženaponskoj strani EES Crne Gore." Smatramo da postoje adekvatna rješenja, tehnoekonomski opravdana, čime bi bili zadovoljeni svi tehnički zahtjevi i ekonomski faktori, bez uvođenja dodatnih mjera zaštite.*
- 10. Nakon 2025. godine planirana je izgradnja TS 110/35 Velika Plaža. Ova investicija nije u listi prioriteta, a smatramo da bi trebala biti zbog značajnog porasta opterećenja iz godine u godinu i činjenice da se trenutno ovaj konzum napaja radijalno iz 35 kV mreže."*

III. MIŠLJENJA, PRIMJEDBE I SUGESTIJE COPENHAGEN GREEN ENERGY A/S

"Copenhagen Green Energy zajedno sa CG Energy doo Podgorica, je tokom 2021. i 2022. godine imala više sastanka sa rukovodstvom Elektroprivrede Crne Gore, resornim državnim sekretarima Ministarstva kapitalnih investicija kao i predsjednikom opštine Nikšić, predsjednikom Skupštine opštine, sekretarima

sekretarijata opštine, a iako poslednji, ali ne manje bitan sastanak sa rukovodstvom Crnogorskog elektroenergetskog sistema, na kojem smo dobili značajne inpute za dalji plan razvoja potencijalnih investicija u energetske sektor.

Prezentovali smo potencijale korišćenja površina vještackih jezera, neobrađivih površina kao i površina na kojima su produkti sagorjevanja termoelktrane u Pljevljima.

Kao zaključak, može se reći da je Crna Gora, svojom energetski prenosnom infrastrukturom, geografskim položajem, razvijenosti proizvodnih energetskih objekata poželjna investiciona destinacija za izgradnju objekata proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora.

Uvažavajući zakonske regulative i propise Crne Gore, koje po našem mišljenju trebaju biti još više prilagođene dinamičnom razvoju novih tehnologija iz oblasti izgradnje energetskih objekata od društvenog značaja, kao što su solarne elektrane, slobodni smo vam uputiti sledeće predloge izmjena "Plan razvoja prenosnog sistema Crne Gore u periodu do 2032. godine".

Imajući i vidu napuštanje koncepta razvoja dalekovodne mreže naponskog nivoa 220kV, smatramo da potencijalnu plutajuću solarnu elektranu na Slanskom jezeru, zbog blizine postojećeg 220kV, mišljenja smo da je opravdana naša ideja o mogućnost razmotranja povezivanja planirane solarne elektrane na pomenuti dalekovod, čime bi se povećao značaj i iskoristljivost ovog dijela 220kV mreže. Stoga smo u cilju realizovanja naše ideje i obezbjeđivanja preduslova za realizaciju iste, predali inicijativu Ministarstvu ekologije, prostornog planiranja i urbanizma za stvaranje prostorno planskih preduslova u odnosu na predmetnu lokaciju. Naime, kroz postupak Izmjena i dopuna Prostorno - urbanističkog plana Opštine Nikšić sa strateškom procjenom uticaja na životnu sredinu, biće razmotrana i definisana namjena predmetne lokacije, kao i planirane aktivnosti neophodne za realizaciju predmetnog projekta izgradnje plutajuće solarne elektrane. Važno je napomenuti da će se kroz postupak strateške procjene uticaja ocijentirati opravdanost izbora predmetne lokacije sa aspekta zaštite životne sredine u odnosu na potencijalne negativne uticaje i u skladu sa tim predložiti najprihvatljivije rješenje sa aspekta zaštite životne sredine.

Plutajuće solarne elektrana (PSE) "Slano jezero"

Vodeći računa o ekološkim standardima, klimatskim promjenama, biološkom minimumu, turističkim i ribolovnim potrebama, uradjena je analiza PSE na površini od 95ha, čija zauzetost ukupne površine biološkog minimum ne prelazi 20%.

Na analiziranoj površini, moguće je igraditi elektranu instalisane snage od 150 MW, sa predviđenom godišnjom proizvodnjom od 225GWh.

Izgradnjom ovakve elektrane, sa pomenutim kapacitetima, i tehnologijom koju možemo ponuditi, Crna Gora bi imala trenutno najveću PSE u Evropi, što bi imalo uticaja na pozitivan investicioni ambijent, kao i dokazivanje države da je spremna da stavi u funkciju neiskorišćene potencijale za izgradnju elektrana iz obnovljivih izvora energije.



Vrijednost investicije po instalisanom MW je oko 800.000,00€, a proračunata cijena proizvodnje električne energije je 88,00€/MW.

Povrat investicije do 7 godina.

Vrijeme potrebno za izgradnju 60 dana nakon dobijanja građevinske dozvole.

Fleksibilnost i mogućnost instalacije pomoćnih baterijskih sistema za balansiranje i kontinuiranu proizvodnju električne energije iz PSE.

Pozitivni uticaji PSE su smanjenje isparenja vode, a samim tim manji gubitci akumulacije, snižavanje temperature vode koje pogoduje ribljim jatima. Iskorišćavanje ovakvih vodenih površina koje nijesu strateški komercijalizovane, turistički valorizovane, a samim tim ne donose ekonomski značaj za zajednicu.

Zemljište na kojem je napravljena vještačka akumulacija je u vlasništvu EPCG, pa sam tim imovinska pitanja nijesu upitna.

Blizina moguće konekcije, kao i mogućnost povezivanje na različite dalekovode, još je jedna od pozitivnih situacija.

Negativni uticaji za sada nijesu poznati, a s obzirom da su PSE ovakve tehnologije do sada radjene u Evropi ukupne instalisane snage veće od 500MWp, gdje nije bilo prijavljenih nedostataka, odnosno neželjenih uticaja.

Plutajuća solarna elektrana (PSE) "Jezero Krupac":

Ukupna površina jezera Krupac i njegova pozicija, imaju ogroman potencijal za razvoj plivajućeg solara. Međutim, socijalni aspekt, i povezanost stanovnika Nikšića sa ovim jezerom nam stavlja do znanja da njegove pune kapacitete nije moguće iskoristiti, stoga predlažemo da bi ipak postojala mogućnost da se instalira 60MWp plivajućeg solara.

Plutajuća solarna elektrana (PSE) "Bilećko jezero":

Crna Gora za sada nema ekonomske koristi od Bilećkog jezera. Prilikom analiziranja tog jezera, uvijedli smo da postoji potencijal za izgradnju 80MWp plivajućeg solara, a sigurni smo da bi u saradnji sa vama bili u stanju da pronadjemo adekvatnu konekciju na mrežu."

IV. MIŠLJENJA, PRIMJEDBE I SUGESTIJE SEKRETARIJATA ENERGETSKE ZAJEDNICE

„OPĆI KOMENTARI (sumarno)

1. *Plan razvoja predstavlja detaljni pregled potreba za pojačanjima i rekonstrukcijama crnogorske prenosne mreže. Komentari u nastavku rezultat su naše želje da se isti dodatno poboljša i unapredi:*
 - a) *U planu se spominje regionalno tržište električne energije i nove interkonekcije koje su potrebne, ali ništa se ne govori o korišćenju postojećih interkonekcija. Sadašnje NTC vrijednosti na crnogorskim granicama nisu prikazane, niti je prikazano kakve su današnje razmjene energije na tim granicama.*
 - b) *Plan ne govori ništa o postojećoj alokaciji prekograničnog kapaciteta niti o finansijskim sredstvima priključenim kroz njihovu dodjelu. Ne spominje se na koji način CGES namjerava uložiti novac prikupljen dodjelama tog kapaciteta.*

- c) *Scenariji koji se koriste za izradu plana razvoja izgledaju nedovoljni, posebno jer budućnost donosi mnoge nesigurnosti. Radi tih nesigurnosti većina investicija u prenosne mreže općenito donosi značajan rizik kojeg je potrebno proceniti.*
 - d) *Jedan od osnovnih načina dekarbonizacije, za koju se i Crna Gora obavezala, je izlazak iz pogona TE na uglj, u ovom slučaju TE Pljevlja. Ta mogućnost nije uzeta u obzir niti jednim scenarijem.*
 - e) *Potrebe za novim interkonekcijama 400 kV prema BiH i Albaniji nisu u planu objašnjene s dovoljno detalja, niti je priložena tehno-ekonomska analiza koja ih podupire. Regulatorna agencija na osnovu tih informacija ne može prosuditi da li su te investicije opravdane ili nisu.*
 - f) *Tržišne simulacije na kojima se temelje mrežni modeli nisu opisane s dovoljno detalja kako bi se mogla proceniti njihova ispravnost i verovatnoća.*
 - g) *Način revitalizacije vodova je upitan s troškovnog aspekta jer je revitalizaciju moguće uraditi na više načina pri čemu je odabran najskuplji (demontaža kompletnih vodova i izgradnja novih pa istim koridorima).*
 - h) *Kriteriji planiranja mreže izgledaju zastarjeli, iako u planu nisu niti opisani. Mogući ekonomski indikatori ($NPV > 0$, B/C omjer > 1 , stopa povrata $>$ diskontna stopa) za individualne investicije vjerojatno nije ni uradjena. Jedina priložena ekonomska analiza, ona za TS Bečići, metodološki nije ispravna jer se zasniva na benefitu koji nastaje radi izgradnje VE, ne zasniva se na izgradnji TS preko koje se ta VE povezuje na mrežu. Europski operatori prenosnih sistema sve više rade tehno-ekonomske analize za pojedine investicije koje prelaze određeni finansijski prag pa bi nešto takvo od strane CGES predstavljao značajan iskorak napred, te bi se olakšao rad Regulatorne agencije koja mora dati odobrenje na plan.*
 - i) *U planu nisu prikazani troškovi izvođenja pojedinih investicija niti je određen ukupni trošak razvoja i revitalizacije prenosnog sistema, a pogotovo nije prikazana ni dinamika potrebnih ulaganja po godinama. Planovi razvoja obično to sadrže.*
2. *Crnogorska je prenosna mreža vrlo dobro povezana sa susjednim sistemima na 400 kV i 220 kV naponu. Prema svim susjednim sistemima, osim sa Srbijom, postoji barem jedan 400 kV vod. Ukupna nominalna prenosna moć svih interkonektivnih vodova 400 kV i 220 kV iznosi 5490 MVA. Najveći ukupni NTC na svim granicama je oko 2100 MW. To znači da se interkonektivni vodovi ne koriste u punoj mjeri, što ne podrazumijeva da svi interkonektivni vodovi mogu biti*¹⁰

opterećeni do ukupne nominalne prenosne moći, no mogućnosti korišćenja interkonekcija trebala bi biti veća (u EU operatori prenosnih sistema trenutno nastoje zadovoljiti tzv. 70% pravilo, što će usvajanjem Regulacije (EU) 2019/943 o unutarnjem tržištu električne energije uskoro biti obavezna i Crna Gora). Plan razvoja treba opisati razloge zašto su NTC vrednosti niske i šta bi bilo potrebno uraditi da se iste povećaju.

3. *U cilju omogućavanja spajanja tržišta električne energije u regionu, što je jedan od najvažnijih koraka da bi se stvorili održivi, ekološki prihvatljivi i tehnološko napredni elektroenergetski sistemi, Sekretarijat Energetske Zajednice preporuča sljedeće vezano za postojeće i nove interkonekcije:*
 - *NTC vrijednosti na svim granicama potrebno je ponovno proceniti, izračunavati za kraća vremenska razdoblja uz koordinirani pristup susjednih operatora, te po mogućnosti povećati njihove vrednosti uz konačni cilj spajanja tržišta gdje bi se alokacija prekograničnih kapaciteta izvodila temeljem stvarnih tokova snaga u mreži.*
 - *Povećanje NTC vrednosti bitno je s aspekta dekarbonizacije te veće integracije obnovljivih izvora energije. Regulatorne agencije trebale bi tražiti od operatora prenosnih sistema da identificiraju kritične elemente mreže koje ograničavaju NTC vrednosti te da predlože rešenja za otklanjanje uskih grla u internoj mreži.*
 - *Povećanje NTC vrednosti potrebno je provesti koristeći više mogućih mjera, počevši od najjeftinijih (koordinirani proračun prekograničnog kapaciteta, poboljšanje mrežnih modela, re-definisanje granica pouzdanosti TRM, dan unapred i unutardnevni proračuni, redispečing i trgovina u suprotnom smjeru ako je ekonomski opravdana i drugo).*
 - *NTC vrednosti potrebno je dodatno povećati ulaganjima u interne mreže (tako gdje ograničenja u internim mrežama smanjuju vrednosti NTC) na temelju kriterija najmanjih troškova (primena sistema određivanja dinamičke prenosne moći, zamena vodiča HTLS vodičima novijih generacija, izgradnja novih internih elemenata u mreži), te na kraju i izgradnjom novih prekograničnih vodova (ako je to ekonomski opravdano) što je vremenski i troškovno najzahtevnija opcija.*
4. *U poglavlju 4.5.1 opisano je stanje postojećih dalekovoda u prenosnoj mreži te je napomenuto da će prilikom zamene dalekovoda istog tipa ali većeg presjeka morati da se menjaju stubovi i kompletna ovjesna oprema. Praktički se radi o izgradnji novog dalekovoda 110 kV koristeći trasu 11*

starog dalekovoda niže prenosne moći, što je trošak od oko 90% izgradnje novog dalekovoda. Na tržištu već 15tak godina postoje tzv. HTLS vodiči (High Temperature Low Sag) koji imaju jezgru ne od čelika već od kompozitnih materijala uz veći presjek aluminija pa je prenosna moć takvog vodiča značajno veća od usporedivog Al/Fe vodiča. U mreži 110 kV moguće je vod Al/Fe 150/25 mm² prenosne moći 89 MVA opremiti novim HTLS vodičima prenosne moći 140 MVA ili više, bez zamjene stubova i ostale građevinske opreme koji čine oko 60% troška izgradnje novog voda, naravno uz pretpostavku da su stubovi u zadovoljavajućem stanju. Rekonstrukcija DV 110 kV tada košta oko 50% troška izgradnje novog voda što je značajna ušteda u odnosu na princip koji se predlaže u planu razvoja. CGES bi od slučaja do slučaja revitalizacije svakog 110 kV dalekovoda trebao proceniti da li je tehno-ekonomski optimalno riješenje graditi novi dalekovod po trasi postojećeg ili je opravdano samo zameniti užad zajedno sa spojnom i ovjesnom opremom. Primjere takve revitalizacije dalekovoda u regionu moguće je pronaći u Hrvatskoj u mreži HOPS-a koji primenjuje takva rešenja.

5. *U planu razvoja pretpostavljeno je da će postojeći blok TE Pljevlja biti u pogonu tokom čitavog perioda posmatranja. Na osnovu Large Combustion Plan Direktive koju je Crna Gora dužna primenjivati, taj je blok trebao biti već stavljen izvan pogona. Ponovni rad elektrane bi bio moguć samo ukoliko se rekonstrukcijom ispune strožiji zahtevi IED Direktive. S obzirom na nesigurnosti vezane za budući pogon blokova na uglj (ETS, CBAM) u planu razvoja prenosne mreže trebalo je analizirati jedan scenarij bez bloka TE Pljevlja, te se trebalo utvrditi da li je potrebno izvesti neko dodatno pojačanje prenosne mreže u tom slučaju.*

6. *Analize za 2025. godinu – rezultati tržišnih simulacija: Budući da je crnogorska prenosna mreža zbog svog položaja između BiH kao izvoznika te Albanije kao povremenog uvoznika električne energije, a posebno nakon izgradnje HVDC kabela snage 600 MW prema Italiji, pod utjecajem značajnih tranzita električne energije pa će i dio predloženih projekata za izgradnju ovisti o takvim tranzitima, trebalo je detaljnije opisati uradjene tržišne simulacije a posebno stanja maksimalnog tranzita, uvoza i izvoza. Tržišne je simulacije takodjer trebalo izvesti u više scenarija, u skladu s ENTSO-E TYNDP 2020 godine, kako bi se procenio utjecaj tranzita na crnogorsku prenosnu mrežu. Takodjer nije opravdano formirati mrežne modele za ekstremna stanja koja se pojavljuju možda samo jedan sat godišnje, a pogotovo ukoliko se ekstremni tranziti mogu ograničiti. Takodjer je nejasno kako crnogorski sistem prognoziranog vršnog opterećenja u 2025. godini u iznosu od oko 740 MW može imati maksimalni uvoz od 1200 MW*

i maksimalni izvoz od 1300 MW kako je naznačeno na slici 6-1, strana 52 (jedino ako se radi o maksimalnom ulazu snage u sistem i maksimalnom izlazu snage iz sistema).

7. *Analize za 2032. godinu – rezultati tržišnih simulacija: Primjedba ista kao i gore. Takodjer je nejasno kako crnogorski sistem prognoziranog vršnog opterećenja u 2032. godini u iznosu od oko 810 MW može imati maksimalni uvoz od 1738 MW I maksimalni izvoz od 2000 MW kako je naznačeno na slici 6-2, strana 61. Kao zaključak navodi se da je dominantan smjer razmjena na HVDC kabelu u smjeru Italije, što je suprotno s nekim drugim analizama radjenim od strane ENTSO-E. Osim toga, neke se investicije u planu pravdaju mogućim suprotnim smjerovima maksimalne snage iz Italije u Crnu Goru, što je svakako moguća opcija ali nije jasno koliko se često takvi maksimalni tokovi očekuju. Obzirom da je budućnost vrlo nesigurna pa tako niti tržišne odnose nije moguće točnije proceniti u današnjem trenutku, nužno je bilo formirati više scenarija da bi se donosili snažniji zaključci oko očekivanih tranzita crnogorskom prenosnom mrežom.*
8. *Tehno-ekonomska analiza izvršena je samo za projekat izgradnje TS Bečići. Bilo bi poželjno da se tehno-ekonomske analize izvrše i za ostale investicije u prenosnu mrežu čiji je trošak veći od nekog unapred zadanog praga (na primjer >5 000 000 eura ili slično).“*

Primjedbe po stranicama su prikazane u sljedećoj tabeli:

RB	Tekst (strana)	Treba da glasi	Napomena
1	<i>Naslovna stranica header: ...do 2029. godine</i>	<i>...do 2032. godine</i>	<i>Greška</i>
2	<i>Strana 3: 11.4 Tokovi snaga i naponskih prilika</i>	<i>11.4 Tokovi snaga i naponske prilike</i>	<i>Greška u pravopisu</i>
3	<i>Strana 10/11: ...dobit posljedica spajanja dvije cjenovne oblasti i izjednačavanje cijena izmedju njih.</i>	<i>...dobit posljedica angažovanja proizvodnih izvora s nižim troškovima proizvodnje. Ukoliko neki projekat prenosnog sistema doprinosi smanjenju</i>	<i>Ovaj paragraf bi trebalo preformulisati jer socio-ekonomska dobit ne nastaje radi izjednačavanja cijena (to je posljedica a ne uzrok) već nastaje jer se u angažovanju elektrana po rastućim troškovima proizvodnje</i>

	<i>Ukoliko neki projekat prenosnog sistema doprinosi izjednačavanju cijena između dvije cjenovne oblasti...</i>	<i>ukupnih troškova proizvodnje elektrana na određenom području...</i>	<i>skupe elektrane u području više cijene zamjenjuju jeftinijim elektranama u području niže cijene.</i>
4	<i>Strana 12: vrijednost od 10 000 EUR/MWh za neisporučenu električnu energiju iz prenosnog sistema te 2.5 EUR/kWh za priključenje distributivnih trafostanica</i>	<i>2.5 EUR/kWh kao jedinstvena vrijednost treba da se koristi</i>	<i>Neisporučeni kWh uobičajeno jednako vrijedi bez obzira s koje naponske razine nije isporučen. Različite vrednosti moguće je definirati samo za različite kategorije potrošača. Nije uobičajeno da se koriste različite vrijednosti jediničnih troškova neisporučene električne energije za isti elektroenergetski sistem, ovisno o naponskoj razini. Za sve objekte u planu treba da se koristi ista vrijednost, odnosno ona koju je već definirao CEDIS. Vrednost od 10 EUR/kWh je previsoka za crnogorski EES.</i>
5	<i>Strana 12: čitav paragraf koji počinje s "Za cijenu gubitaka i neisporučene energije iz ostalih proizvodnih objekata..."</i>	<i>Treba preformulisati čitav paragraf jer je nejasan i netočan</i>	<i>Neisporučena energija se monetizira samo u slučaju da je potrošač nije primio. Ako neka elektrana ne može plasirati proizvodnju u mrežu, neproizvedeni MWh se proizvodi u nekom drugom skupljem proizvodnom objektu pa je trošak takve "neisporuke" jednak razlici cijene skuplje elektrane i cijene elektrane koja ne može plasirati proizvodnju u mrežu (trošak</i>

			<i>redispečinga). Što se tiče gubitaka, u tržišnim simulacijama se oni ne uzimaju u obzir najčešće jer se mreža ne modelira detaljno, a ako se izračunavaju (procjenjuju) preko mrežnih simulacija, obično se monetiziraju tako da se ukupni godišnji gubici množe s prosječnom veleprodajnom cijenom električne energije u godini dana.</i>
6	<i>Strana 12: Poglavlje 2.2 Simulacije tržišta električne energije</i>	<i>Treba opisati koje zemlje obuhvaća tržišni model, da li je uključena Italija i kako je modelovan HVDC kabel MONITA.</i>	<i>Na razmjene energije sa susjednim zemljama velik utjecaj ima opterećenje istosmjernog kabela prema Italiji. Radi toga je potrebno opisati sve što je predloženo u levom stupcu.</i>
7	<i>Strana 13: Tehnički kriterijumi i ograničenja u radu EES</i>	<i>Potrebno je opisati detaljnije kriterije planiranja navedene u tačkama 1 do 4</i>	<i>Ovo je poglavlje nepotpuno. Lista kriterijuma planiranja ne opisuje same kriterijume koji se mogu definirati na različite načine (na primjer, da li se uzima u obzir kriterijum n-1, ili n-1-1, ili n-x, da li su dozvoljene struje kratkih spojeva jednake prekidnim moćima prekidača ili 90% od njih i slično...)</i>
8	<i>Strana 16: prenosni sistem Crne Gore Srbije</i>	<i>Prenosni sistem Crne Gore</i>	<i>Izbrisati Srbije</i>
9	<i>Strana 16: Prenosni sistemi država u regionu JIE su</i>	<i>Izbrisati rečenicu jer nije tačna</i>	<i>Analiza EnCS pokazuje da su prema kriterijima međusobne povezanosti kako ih koristi Evropska komisija države u WB6 regionu i šire izuzetno</i>

	<i>medjusobno slabije povezani.</i>		<i>dobro medjusobno povezane (The Study: Electricity Interconnection Targets in the Energy Community, downloadable here https://www.energy-community.org/documents/studies.html).</i>
10	<i>Strana 17: Bitan segment strateškog razvoja...izgradnja interkonektivnih veza sa susjednim sistemima.</i>	<i>Preformulirati rečenicu</i>	<i>Potrebe za izgradnjom novih interkonekcija uzrokovane su sadašnjim i budućim stanjem na tržištu električne energije. Crna Gora je s obzirom na instaliranu snagu elektrana, vršno opterećenje i općenito veličinu zemlje, izuzeteno dobro povezana sa svim susjednim sistemima. Postojeću interkonektivnu vezu 220 kV sa Srbijom moguće je pojačati izgradnjom 400 kV veze Bajina Bašta – Pljevlja, prvenstveno kako bi se podržao prijenos energije prema Italiji u slučaju polaganja drugog kabela HVDC veze. Prema tome, izgradnja novih interkonekcija više ne bi trebala biti strateška stvar već rezultat ekonomsko-tržišnih benefita ako isti postoje.</i>
11	<i>Strana 19: CGES u svojim mrežnim simulacijama ne uvažava distributivnu mrežu...što je u</i>	<i>Izbrisati zadnji dio rečenice koji počinje s "što je u skladu s ustaljenom praksom..."</i>	<i>Izjava nije točna. Operatori prenosnog sistema uvažavaju distribucijsku mrežu ukoliko ona ima značajnog utjecaja na pogon prenosnog sistema. Na primjer, ukoliko se radijalno napajana TS s 110</i>

	<i>skladu s ustaljenom praksom ostalih ENTSO-E operatora prenosne mreže</i>		<i>kV naponske razine može napajati i s 35 kV razine normalan je postupak da se modelira 35 kV mreža između susjednih TS 110/x kV.</i>
12	<i>Strana 24: 4.3 Udio proizvedene...</i>	<i>4.3 Udio proizvedene...</i>	<i>Pravopisna greška</i>
13	<i>Strana 25: Na osnovu opisane metodologije za proračun...</i>	<i>Umesto ove rečenice treba opisati metodologiju kako je određivan delta GTC</i>	<i>Potrebno je opisati metodologiju jer ona prethodno nije opisana. Za koja pogonska stanja je izvodjen proračun? Da li je provodjen iterativni postupak i u kojim koracima? Da li je uziman u obzir kriterijum n-1 ili neki drugi?</i>
14	<i>Strana 25: ...eventualno napuštanje 220 kV mreže...</i>	<i>Proračune je korisno izvršiti i za mrežu 220 kV</i>	<i>Proračun delta GTC nije uradjen za mrežu 220 kV jer se u regionu razmišlja o napuštanju tog naponskog nivoa. Za Crnu Goru koja je mala zemlja, zamena dalekovoda 220 kV u 400 kV značila bi da bi mreža 400 kV bila slabo opterećena i generirala bi velike reaktivne snage koje bi podizale napone pa bi trebalo ugraditi mnogo kompenzacijskih postrojenja. Problem paralelnih 400 kV i 220 kV vodova (prekopterećenje 220 kV u slučaju ispada jače opterećenog 400 kV voda) moguće je rešavati/ublažavati na druge načine (na primjer zamjena vodiča na ugroženom 220 kV vodu i korištenje HTLS vodiča velike prenosne moći,</i>

			<i>ugradnja Dynamic Line Rating sistema I slično).</i>
15	<i>Strana 31: Poglavlje 4.5.2 Transformatori</i>	<i>Dodati kratki opis regulacijskih sposobnosti transformatora</i>	<i>U tekstu nije navedeno kakve su mogućnosti pojedinih transformatora u pogledu automatske ili ručne promene prenosnog omjera (pod naponom, u beznaponskom stanju, automatska regulacija, ručna promena...) i da li se automatska regulacija koristi ili je praksa da se regulacijske preklopke blokiraju na nekom položaju. Za pretpostaviti je i da transformatori 400/220 kV i 400/110 kV imaju mogućnost promene prenosnog omjera samo u beznaponskom stanju pa bi bilo korisno napisati da li se prenosni omjer mijenja mjesečno, sezonski ili se uopće ne mijenja. To je bitno budući da je i crnogorska prenosna mreža ponekad izložena visokim naponima poput susjednih mreža u regionu, posebno BiH.</i>
16	<i>Strana 40: Tabela 5-2 i 5-3</i>	<i>Provjeriti i uskladiti s planom razvoja CEDIS-a</i>	<i>U Tabeli je navedeno da će se do 2025 godine graditi 9 novih TS 110/x kV. U predloženom planu razvoja CEDISa navode se 4 projekta TS 110/x kV. Slično neslaganje uočeno je i za razdoblje iza 2025. godine. Potrebno je uskladiti planove razvoja prenosne i distribucijske mreže.</i>

17	<i>Strana 46: ...drugi pol HVDC kabla, čija godina završetka još nije tačno definisana</i>	<i>...drugi pol HVDC kabla, čije se polaganje prema planu razvoja TERNA-e očekuje do 2026. godine.</i>	<i>Službeni plan razvoja talijanskog prenosnog sistema definira da će se drugi kabel MONITA (2x600 MW u konačnom stanju) položiti do 2026. godine. TERNA ističe da su preduvjeti za tu investiciju spajanje crnogorskog tržišta s barem još jednim tržištem električne energije susjednih zemalja i dovršetak sekcije 4 transbalkanskog koridora.</i>
18	<i>Strana 48: 6.1.1 Analiza tokova snaga...</i>	<i>Za režim maksimalnog tranzita potrebno je opisati kakvo se opterećenje EES Crne Gore analizira (maksimalno ili neko drugo). U kojoj sezoni se promatraju maksimalni tranziti (zima, ljeto...)?</i>	<i>Potrebno je detaljnije opisati analizirano pogonsko stanje i napomeniti da li je isto rezultat stvarnih okolnosti koje su prenesene na model ili tržišnih simulacija. Iz opisa nije jasno koliko je analizirano stanje realno (istodobni tranzit 600 MW iz Italije i visok uvoz u Albaniju).</i>
19	<i>Strana 49: 6.1.3 Analiza struja kratkih spojeva</i>	<i>Dodati rasklopnu moć prekidača u 110 kV poljima TS Podgorica 1 i 2 kako bi se usporedile s izračunatim najvećim vrijednostima 1p i 3p KS.</i>	<i>Iz teksta nije jasno da li su prekidači u ovim TS ugroženi ili ne. To je vidljivo tek u nastavku studije.</i>
20	<i>Strana 51, tačka 8: Predlaže se ugradnja prekidača snage.</i>	<i>Predlaže se ugradnja sabirničkog prekidača.</i>	<i>Nije poznat pojam "prekidača snage".</i>
21	<i>Strana 54: Sinhroni kompenzator je planiran za ugradnju...</i>	<i>Varijabilna prigušnica je planirana za ugradnju...</i>	<i>Prije se u dokumentu govorilo o VSR 250 Mvar a ne o sinhronom kompenzatoru. To su različiti uređaji.</i>

22	<i>Strana 55: 6.2.6 Analiza dinamičke sigurnosti sistema</i>	<i>Analiza dinamičke stabilnosti sistema</i>	<i>Ispraviti sigurnost u stabilnost</i>
23	<i>Strana 62: ...gledajuću...</i>	<i>...gledajući...</i>	<i>Pravopisna greška</i>
24	<i>Strana 63: Stoga je preporuka da se u nekoj od detaljnih analiza predloži rješenje koje će ograničiti vrijednosti struja kratkih spojeva u cijeloj prenosnoj mreži.</i>	<i>Strana 63: Stoga je preporuka da se u nekoj od detaljnih analiza predloži rješenje koje će ograničiti vrijednosti struja kratkih spojeva u TS Podgorica 1 i TS Podgorica 2, te moguće i u nekoj drugoj transformatorskoj stanici .</i>	<i>Nema rješenja koje ograničava struje KS u cijeloj prenosnoj mreži. One se mogu ograničiti na pojedinim dijelovima mreže ali ne u svim čvorištima. Generalno gledajući, izgradnjom VE i SE struje kratkih spojeva ne bi smjele previše rasti jer je njihov doprinos strujama u slučaju kratkih spojeva nizak u usporedbi sa sinhronim generatorima.</i>
25	<i>Strana 70: Tabela 7-1, Izgradnja DV 400 kV Brezna – Sarajevo....Ugradnja sinhronog kompenzatora</i>	-	<i>U planu nije dokazano da je novi DV 400 kV prema Sarajevu tehno-ekonomski opravdan (nema CBA analize koju bi trebalo uraditi). Sinhroni kompenzator se ne planira ugraditi već varijabilna prigušnica (VSR) u TS Lastva koja je već uvrštena u plan do 2023 godine pa nije jasno o čemu se radi u zadnjem redku tabele.</i>
26	<i>Strana 74: Priklučenje TS Bečići</i>	<i>Izbrisati ovaj dio</i>	<i>Ekonomska opravdanost izgradnje TS Bečići ne može se temeljiti na smanjenju emisija CO2 koju bi uzrokovala VE Brajići, posebno u odnosu na jednu fiktivnu elektranu na lignit. Naime, VE Brajići može zamijeniti i uvoz električne energije koja je proizvedena iz drugih RES pa i</i>

			<p><i>tada nema emisija. Eventualno je moguće analizirati opravdanost izgradnje TS Bečići promatrano zajedno s VE Brajići pa uraditi tehn-ekonomsku analizu obje investicije iako to ima malo smisla jer su različiti investitori u VE i TS. Dobit od smanjenja emisija uzrokovana je osim toga isključivo izgradnjom VE Brajići, bez obzira kako se ista spojila na mrežu.</i></p>
--	--	--	---

V. STAV AGENCIJE

Agencija nalazi da je CGES dužan da u izradi Plana razvoja razmotri primjedbe date od strane EPCG, CEDIS, Copenhagen Green Energy A/S i Sekretarijata Energetske Zajednice, da se prema njima odnese na odgovarajući način i obrazloži svoje stavove po datim primjedbama.

VI. PRIMJEDBE AGENCIJE

Agencija, kao organ koji daje saglasnost na predmetni akt, ukazuje na potrebu dorade Plana razvoja, posebno u sljedećim segmentima:

1. Plan razvoja ne ispunjava uslov iz člana 112 stav 1 tačka 27 Zakona

1.1. Naime, Plan razvoja nije usklađen sa potrebama razvoja distributivnog sistema, tj. sa Nacrtom plana razvoja "Crnogorskog elektrodistributivnog sistema" DOO Podgorica (u daljem tekstu: Plan razvoja CEDIS):

1.1.1. U Planu razvoja CEDIS (strana 199) navedeno je da su nove napojne tačke elektrodistributivne mreže (TS 110/X kV) planirane u koordinaciji CEDIS i CGES, te da je predložena takva dinamika da će pet TS 110/X kV biti u pogonu do 2026. godine (Žabljak, Podgorica 7, Buljarica, Bečići i Luštica), a nakon toga još šest (Igalo, Tuzi, Podgorica 8, Podgorica 6, Drijenak, Golubovci), dok je Nacrtom plana razvoja CGES (strana 70) planirana

izgradnja četiri TS 110/X kV (Podgorica 7, Buljarica, Luštica i Žabljak) do 2026. godine, a nakon 2025. godine još sedam (Bečići, Bijela, Kolašin, Velika Plaža, Igalo, Podgorica 6 i Podgorica 8).

- 1.1.2. Podaci o prognozi potrošnje distributivnog sistema električne energije u Planu razvoja CGES nijesu usaglašeni sa navedenim podacima u Planu razvoja CEDIS.
- 1.1.3. Podaci o broju postojećih i planiranih distribuiranih izvora u Planu razvoja CGES nijesu usaglašeni sa navedenim podacima u Planu razvoja CEDIS.
- 1.1.4. Iz komentara koje je CEDIS dostavio tokom javne rasprave na Plan razvoja CGES zaključuje se da dostavljeni plan razvoja nije usklađen sa potrebama distributivnog sistema, posebno u dijelu koji se odnosi na mjere koje je potrebno sprovesti u cilju ograničavanja vrijednosti struja kratkih spojeva.

1.2. Dodatno, u odnosu na navode iznijete na strani 15 Plana razvoja da je CGES u odsustvu nacionalnog energetskeg i klimatskog plana koristio "rezultate i ulazne podatke aktuelnih studija (Analiza integracije varijabilnih obnovljivih izvora energije u Crnoj Gori, EMI projekat i druge)", ističemo da saglasno članu 236b Zakona, plan razvoja mora biti usklađen sa Strategijom razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine.

2. Plan razvoja ne ispunjava uslove iz člana 6 Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije ("Službeni list Crne Gore" broj 51/21) (u daljem tekstu: Pravila)

Naime, Plan razvoja ne sadrži:

- 2.1. analizu opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije za sve presječne godine, analizu dinamičke stabilnosti sistema i analizu gubitaka električne energije za 2021. godinu i analizu dinamičke stabilnosti sistema za 2032. godinu;
- 2.2. geografski prikaz ukupno raspoloživih snaga po tačkama u sistemu slobodnih za priključenje novih korisnika;
- 2.3. propisane elemente u Tabeli koja daje pregled potrebnih intervencija na postojećim elementima CGES (str. 35 i 36), kao što su identifikacioni brojevi i godina početka realizacije za investicije čiji je početak realizacije planiran nakon prvog regulatornog perioda. Takođe je

potrebno provjeriti podatke o godini završetka realizacije pojedinih investicija, sadržane u tabelama i tekstu, i precizirati rokove na način da odgovaraju planskom periodu, pri čemu okvirno definisanje roka na način "nakon..." ili "poslije..." nije u skladu sa Pravilima;

- 2.4. propisane elemente u Tabeli koja daje pregled neophodnih novih elemenata prenosne mreže i intervencije na postojećim (str. 69 i 70) kao što su "novi elementi ili intervencije na postojećim elementima", identifikacioni brojevi i godina početka realizacije za investicije čiji je početak realizacije planiran nakon prvog regulatornog perioda. Takođe je potrebno provjeriti podatke o godini završetka realizacije pojedinih investicija, sadržane u tabelama i tekstu, i precizirati rokove na način da odgovaraju planskom periodu, pri čemu okvirno definisanje roka na način "nakon..." ili "poslije..." nije u skladu sa Pravilima;
- 2.5. tehno-ekonomske analize za svaku investiciju koja se odnosi na izgradnju nove elektroenergetske infrastrukture ili intervencije na postojećoj, a koja nije odobrena u prethodnim postupcima davanja saglasnosti na investicione planove. Takođe, ističemo da je potrebno primijeniti šablone propisane Pravilima i da iste ne treba dopunjavati podacima koji nijesu propisani. Dodatno, potrebno je usaglasiti Plan razvoja sa Pravilima, budući da sadržaj poglavlja 2.4 Plana razvoja ukazuje na eksplicitno nepoštovanje Pravila, imajući u vidu da na drugačiji način uređuje način izrade plana razvoja a za to ne postoji pravni osnov u Zakonu;
- 2.6. tabelarni pregled poređenja varijanti, kao i radar dijagram poređenja varijanti za svaku investiciju koja se odnosi na izgradnju nove elektroenergetske infrastrukture.

Osim toga, na osnovu analize Plana razvoja utvrđeno je i sljedeće:

- 2.7. U tekstu Plana razvoja se obrađuju određeni projekti, koji nijesu kandidovani kao investicije čija se realizacija planira u planskom periodu, pa ih je neophodno ili kandidovati na Pravilima propisani način ili izostaviti njihovo obrazlaganje.
- 2.8. U Planu razvoja su sadržani rezultati tržišnih analiza, što nije predviđeno Pravilima. Dodatno, ukazujemo da isti ne omogućavaju preglede po svakoj od granica pojedinačno koje operativno tretira CGES (primjer: na strani 61 Plana razvoja CGES navodi: „Analizom komercijalnih razmjena po granicama Crne Gore može se zaključiti sljedeće: (...) EMS&KOSTT (...)"
- 2.9. Nije jasno da li analiza predstavljena na strani 67 Plana razvoja predstavlja posebni scenario razvoja prenosnog sistema ili je ista sadržaj Plana razvoja samo u cilju dijeljenja informacije.

Ukoliko se radi o drugopomenutom, potrebno je tekst brisati. Ističemo da se Strategija razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine bavi ovom tematikom.

- 2.10. Potrebno je objasniti neusklađenost navoda iz teksta na strani 71 Plana razvoja "Predviđenim novim projektom Izgradnja TS 110/10 kV Bečići (...)" sa navodima u tehno-ekonomskoj analizi za investiciju "Izgradnja TS 110/35 kV Bečići" na strani 74 Plana razvoja i izraditi tehno-ekonomsku analizu za navedenu investiciju u skladu sa Pravilima.
- 2.11. Upitni su rezultati sistemskih analiza za 2025. i 2032. godinu, budući da u modelu prenosne mreže nije uvažena dinamika ulazaka u pogon elemenata prenosnog sistema prikazana u Tabeli na strani 69 Plana razvoja (poput investicija "Ugradnja varijabilne prigušnice 250 MVar u TS Lastva", "Rekonstrukcija DV 110 kV Podgorica-Danilovgrad-Perućica").
- 2.12. Na strani 70 Plana razvoja prikazana je investicija IPI015 "Izgradnja 110 kV DV Virpazar - Briska Gora – Ulcinj", za koju je navedeno da je realizacija započeta 2018. godine. S tim u vezi, ističemo da na ovaj način izmijenjena investicija, koja podrazumijeva izmjenu tehničkog opisa, ne predstavlja investiciju na koju je Agencija prethodno dala saglasnost, zbog čega je potrebno ovu investiciju tretirati kao novi infrastrukturni projekat za koji je potrebno dostaviti tehno-ekonomsku analizu. Isto važi i za sve druge prethodno odobrene investicije u slučaju izmjene tehničkog opisa.
- 2.13. Izostalo je pojašnjenje metodološkog pristupa za prognozu potrošnje. U tom dijelu, ocjenjujemo da je nedostatno obrazloženje dato na strani 37 Plana razvoja: "na osnovu usvojenih scenarija porasta vršnog opterećenja po distributivnim područjima iz Ažuriranog plana razvoja 2020-2029 (...)".
- 2.14. Evidentna je neusaglašenost podataka u tekstu i tabelama.
- 2.15. Potrebno je dostaviti obrazloženje zbog čega realizacija investicija "Izgradnja TS 110/10 kV Tuzi" i "Izgradnja DV 110 kV Podgorica 5 – TS Virpazar", na koje je data saglasnost u prethodnim postupcima, nije planirana u periodu 2023-2032. godina.
- 2.16. Prilogom 1 Pravila nijesu predviđeni dodatni opisi izuzev onih zahtijevanih samim šablonom. U tom smislu, iste je potrebno brisati (poglavlje 8 i potpoglavlje 8.1 Plana razvoja).

Posebno ukazujemo da je članom 64 stav 5 Zakona propisano da je operator sistema dužan da obezbijedi novu studiju gubitaka u fazi izrade Plana razvoja.

3. Tekst plana razvoja je potrebno lektorisati i urediti.

Saglasno članu 112 stav 1 tačka 27 Zakona, a u vezi sa članom 9 Pravila, potrebno je uvažiti stav Agencije iskazan u okviru Poglavlja V. ovog izvještaja, te primjedbe iznijete u Poglavlju IV. ovog izvještaja ugraditi u tekst Plana razvoja i dostaviti Agenciji najkasnije do 1. juna 2022. godine.

Posebno ukazujemo na obavezu da u trogodišnji investicioni plan moraju biti inkorporirane sve promjene izvršene u Planu razvoja, koje su od uticaja na prvopomenuti akt.

Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti